

3 Mercado Brasileiro de Energia Elétrica

Algumas características e mecanismos do mercado de energia elétrica brasileiro precisam ser compreendidos para realizar a análise proposta neste estudo. Especialmente, os conceitos da sazonalização, uma flexibilidade contratual, e a formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) são detalhados por representarem a base do modelo de otimização da carteira de contratos aqui considerada.

3.1. Setor Elétrico Brasileiro

Diversas mudanças ocorreram no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) a partir de 1996 com a implantação do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB) coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). O modelo do SEB considerava empresas verticalizadas, predominantemente estatais, que abrangiam as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sendo os recursos financeiros para construção de usinas, linhas de transmissão e sistemas de distribuição obtidos em função de financiamentos através de recursos públicos. Toda atividade relacionada à energia elétrica era um monopólio e, conseqüentemente, não existia competição, uma vez que todos os consumidores eram cativos e o mercado completamente regulado, incluindo tarifas para todos os segmentos (CCEE, 2011). Assim, o RE-SEB definiu as bases para o desenvolvimento do setor elétrico.

As principais conclusões do projeto foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, dividindo-as nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão, considerados como monopólios naturais. Também foi identificada a necessidade de criar um órgão regulador (a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), um operador para o sistema (o Operador Nacional do Sistema – ONS)

e um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica (o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE), atualmente chamado Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Estas entidades foram criadas através das Leis nº 9.427/96 e nº 9.648/98, dos Decretos nº 2.335/97 e nº 2.655/98 e da Resolução ANEEL nº 351/98. O projeto foi concluído em agosto de 1998 e definiu as bases do modelo a ser implantado no SEB.

Mais tarde o decreto nº 5.163/04 aprimorou a metodologia de comercialização de energia instituindo dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre Agentes vendedores (Agente de Geração, Agente de Comercialização ou Agente de Importação) e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

No ACL há a livre negociação entre os Agentes geradores, comercializadores, consumidores livres/especiais, importadores e exportadores de energia, sendo os acordos de compra e venda de energia elétrica formalizados através dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL).

Os Agentes de Geração, sejam concessionários de serviço público de geração, produtores independentes ou autoprodutores, bem como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo do segmento de geração. Conforme mencionado na introdução desta dissertação, todos os contratos do ACL e do ACR são registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

3.2. Características dos Contratos Bilaterais

O megawatt-hora (MWh) é a unidade básica de medida da energia elétrica utilizada nos contratos brasileiros, sendo os preços fixados em reais por megawatt-hora (R\$/MWh). O contrato deve especificar a quantidade de energia em MWh a ser entregue durante um determinado período. Assim, um contrato que

determine que um fornecedor entregue 74.400MWh e 72.000MWh nos meses de agosto e setembro de 2011, respectivamente, a um preço de 60R\$/MWh, renderá ao mesmo R\$4.464.000,00 pelo primeiro mês e R\$4.320.000,00 pelo segundo mês. A quantidade de energia elétrica contratada algumas vezes é representada por MW ou MWmédio (MWmed), que representa a média do período. Dividindo a quantidade de energia elétrica entregue em MWh pelo número de horas do mês (744h e 720h) obtém-se para o contrato mencionado 100MWmed no mês de agosto e no mês de setembro.

Tendo em vista que o mercado brasileiro de energia elétrica é dividido em quatro submercados (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste), é necessário especificar no contrato em qual deles a energia será entregue. O preço da energia pode variar muito entre os submercados, pois a oferta, a demanda e a situação de armazenamento de água são diferentes para cada um deles.

Considerando o contrato citado acima, suas características seriam:

- Ponto de Entrega: Submercado Nordeste
- Quantidade: 100MWmed
- Preço: 60R\$/MWh
- Período: Agosto e Setembro de 2011

3.3. Sazonalização

Conforme definição da CCEE, a Sazonalização é o processo de alocar mensalmente um montante anual de energia, seja de um contrato ou a Garantia Física de uma usina. Simões e Gomes (2011) ressaltam que esta é uma das principais flexibilidades inseridas na capacidade de fornecimento de uma hidrelétrica.

Sánchez (2008) menciona que sazonalização é o processo de dividir as quantidades anuais de um contrato em montantes mensais, geralmente de acordo com a curva de carga do comprador do contrato. Trata-se de uma condição contratual facultativa estabelecida pela CCEE que normalmente é determinada ou imposta que pelo agente comprador, o qual analisa ou prevê o consumo dos seus usuários. O vendedor, por sua vez, precisa estimar se as condições propostas pelo comprador são adequadas e fazer contrapropostas, caso contrário. A energia assegurada ou garantia física pode ser definida como a energia que uma hidrelétrica consegue fornecer ao sistema em uma situação hidrológica crítica,

considerando um nível de confiabilidade de 95%. Desta forma, uma usina hidrelétrica com capacidade instalada de 200MWmed, pode ter 120MWmed de energia assegurada no âmbito da CCEE, por exemplo. Isto significa que esta usina poderá realizar contratos de venda que totalizem no máximo 120MWmed.

Devido ao perfil sazonal do consumo de energia elétrica no Brasil, foi concedida às hidrelétricas a flexibilidade da sazonalização de sua energia assegurada. Este mecanismo permite que anualmente o agente de geração hidrelétrica declare para o ano seguinte a energia a ser fornecida em cada mês, respeitando o limite inferior de zero, o limite superior da capacidade instalada e o total que não deve ultrapassar a energia assegurada. O Agente de Geração poderá ter excedentes em alguns meses e déficits em outros, sendo as diferenças em relação à energia assegurada contabilizadas como créditos ou débitos ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Simões e Gomes (2011) exemplificam que uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) com capacidade instalada de 20MW e energia assegurada de 10MW registrada na CCEE poderia sazonalizar seu contrato de fornecimento de energia entre zero e 20MW, de acordo com suas expectativas para o período considerado. As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) são empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1MW e igual ou inferior a 30MW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3 Km² (CCEE, 2011). No caso da PCH do exemplo contratar pelo período de um ano toda sua energia assegurada de 10MWmed, quando a energia mensal sazonalizada for superior a 10MWmed a diferença será contabilizada como crédito ao PLD e como débito também ao PLD nos meses em que for inferior. Os valores simulados do PLD para o período em questão constituem, portanto, informação muito importante para tomada de decisão em relação à sazonalização do contrato. A existência desta flexibilidade é especialmente importante para a análise realizada neste trabalho, pois a mesma tem como objetivo otimizar os ganhos de uma carteira de contratos de um empresa comercializadora tomando a melhor decisão de sazonalização de um contrato de compra de energia elétrica de uma PCH.

3.4. Preço de Liquidação das Diferenças

3.4.1. Conceitualização do PLD

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no mercado de curto prazo. A formação do valor do PLD é feita através da utilização dos dados considerados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Tendo em vista que o parque de geração de energia elétrica brasileiro é predominantemente formado por usinas hidrelétricas, para o cálculo do PLD são utilizados modelos matemáticos que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento. O benefício é medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas, pois o uso da água dos reservatórios permite não ligar as usinas termelétricas (CCEE, 2011).

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, esta premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida considerando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação.

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços dos combustíveis, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho de geração ótimo para o período considerado, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultado, são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período em estudo, para cada patamar de carga e para cada submercado.

O valor do PLD é determinado semanalmente pela CCEE para cada submercado com base no CMO e é limitado por um preço máximo e um mínimo. O preço praticado no mercado de curto prazo corresponde ao valor do PLD acrescido ainda de um ágio, o qual se deve à necessidade dos agentes fecharem

seus balanços mês a mês devido a uma regra de mercado que impõe penalidades severas caso isto não aconteça. No presente estudo será o utilizado o valor de R\$20,00 para o ágio, conforme adotado em Gomes et. al. (2010).

3.4.2. Cálculo do PLD

O problema de decisão da operação hidrotérmica para o estágio t , supondo que a função de custo futuro para cada estágio foi calculada, é formulado como:

$$Z_t = \text{Min}[c_j \times g_{tj} + FCF(v_{t+1})] \quad (2)$$

Onde:

C_j é o custo variável da térmica j ;

G_{tj} é a geração da térmica j no estágio t ;

$FCF(v_{t+1})$ é a função de custo operativo futuro;

v_{t+1} é o volume armazenado no final do estágio t .

As restrições operativas do balanço hídrico, dos limites de armazenamento de água e turbinamento, dos limites na geração térmica e do atendimento à demanda são considerados no cálculo.

A função objetivo é minimizar a soma de duas classes de custos:

- O Custo operativo imediato: determinado pelos custos térmicos ($c_j \times g_{tj}$) no estágio t , sendo c_j o custo variável da térmica j e g_{tj} a geração da térmica j no estágio t . A situação de racionamento é representada por uma térmica fictícia de capacidade infinita e custo operativo igual ao custo de interrupção.
- Valor esperado do custo operativo futuro: determinado pela função de custo futuro $FCF(v_{t+1})$, a qual depende dos volumes armazenados no final do estágio, representados por v_{t+1} .

O problema de otimização pode ser resolvido por um algoritmo de programação linear. Além da decisão operativa ótima, o esquema de programação calcula os multiplicadores simplex, ou preços sombra, associados a cada restrição. Em particular, o PLD do sistema é o multiplicador simplex associado à restrição

de atendimento à demanda, significando o custo de produção de 1MWh adicional no ponto ótimo de minimização de custos (Gomes et al., 2010).

3.4.3. Simulação dos PLDs

O Brasil adotou um esquema centralizado de decisão de operação realizado através de modelos acoplados de otimização, sendo um modelo de médio prazo acoplado a um de longo prazo chamado Newave. Os modelos utilizam o método de programação dinâmica dual estocástica descrito em Pereira e Pinto (1991) apud Gomes et al. (2010). O objetivo da otimização é minimizar o custo total de operação do sistema hidrotérmico ao longo de um horizonte de planejamento.

O modelo Newave possui dois módulos. No primeiro é calculada a política ótima de operação ao longo do horizonte de planejamento, representando um “mapa de decisão” em função do que vier a ocorrer ou do que será simulado em termos de aflúências aos reservatórios. No segundo módulo são feitas simulações do custo marginal de operação (CMO), que é praticamente o PLD publicado.

Após utilizar o modelo Newave para determinar a política ótima de operação hidrotérmica, pode ser realizada uma simulação para se obter séries de custos marginais de operação, que levarão às séries de PLDs. A simulação é realizada através da geração de séries sintéticas de aflúências aos reservatórios, utilizando um modelo periódico auto-regressivo (PAR(p)) de séries temporais; metodologia apresentada por Maceira e Bezerra (1997) apud Simões e Gomes (2011).